



Resource Adequacy Assessments

Von der europäischen Prozesslandschaft zu nationalen Lastdeckungsanalysen

Alexander Haas, Gregorio Iotti, Marlene Petz – System Adequacy Team

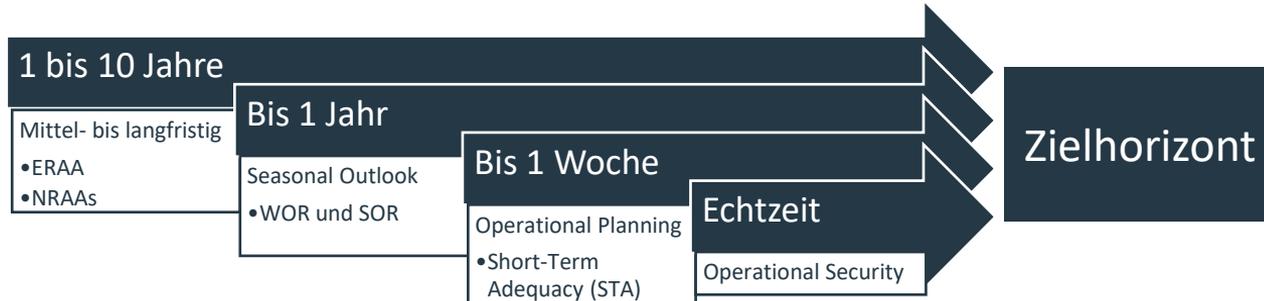
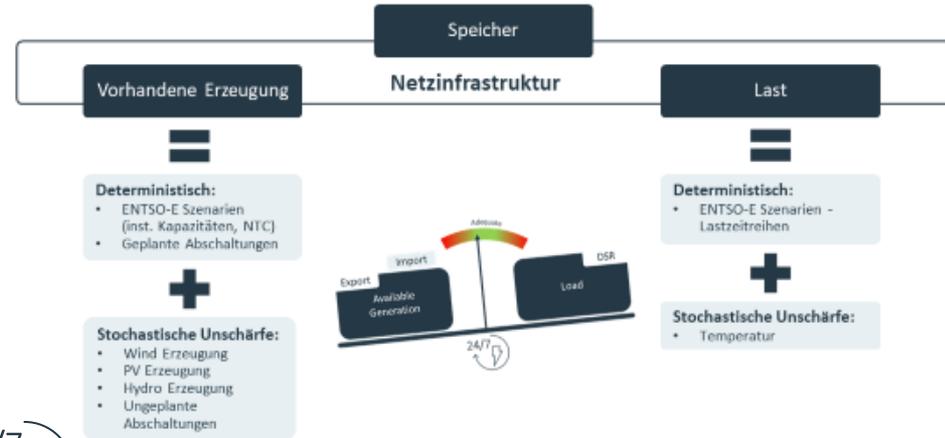
Resource Adequacy Assessments

Adequacy im Kontext der ÜNB



“Angemessenheit der Ressourcen” unter dem Einfluss wachsender Herausforderungen

- Starker Ausbau Erneuerbarer
- Dekarbonisierung des Energiesektors
- Sektorkopplung und Entwicklung neuer Technologien
- Klimawandel und Einfluss extremer Wetterereignisse
- **Sicherstellung einer sicheren (Energie)-Zukunft**



Resource Adequacy Assessments

Adequacy im Kontext der ÜNB



“Angemessenheit der Ressourcen” unter dem Einfluss wachsender Herausforderungen

- Starker Ausbau Erneuerbarer
- Dekarbonisierung des Energiesektors
- Sektorkopplung und Entwicklung neuer Technologien
- Klimawandel und Einfluss extremer Wetterereignisse
- **Sicherstellung einer sicheren (Energie)-Zukunft**



1 bis 10 Jahre

Mittel- bis langfristig

- ERAA
- NRAAs

Bis 1 Jahr

- Seasonal Outlook
- WOR und SOR

Bis 1 Woche

- Operational Planning
- Short-Term Adequacy (STA)

Echtzeit

- Operational Security



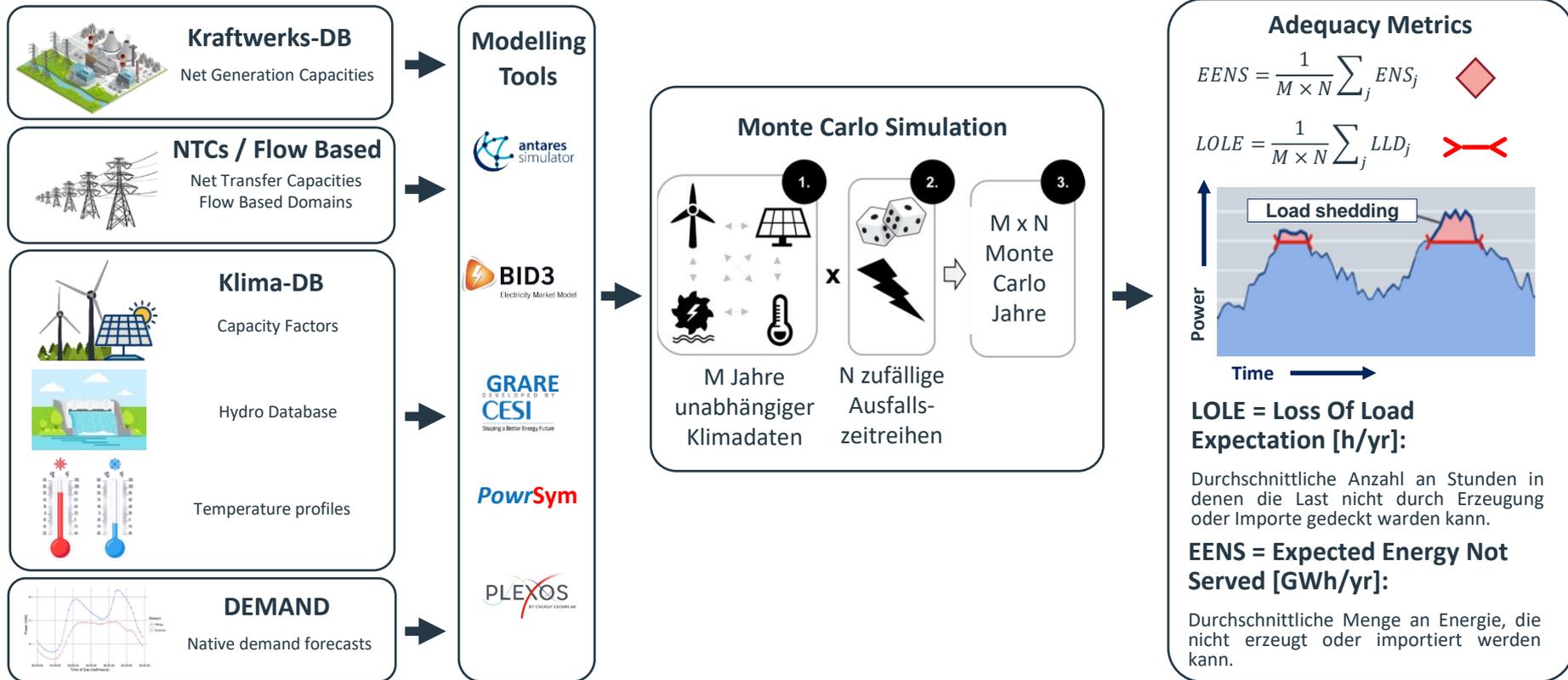
Clean Energy Package

Die Durchführung von Resource Adequacy Assessments ist vorgegeben durch die VO (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates

“Elektrizitätsbinnenmarkt-VO”

Resource Adequacy Assessments

Struktur



Resource Adequacy Assessments



Abgrenzungen



ASSESSMENT	ERAA	WINTER OUTLOOK	APG STRESS-TEST
HORIZONT	Mittelfristig (Jahr + 1 ... +10)	Kurzfristig (Monat + 1 ... +6)	Kurzfristig (Monat + 1 ... +6)
ZIEL	<ul style="list-style-type: none"> Evaluierung der Rentabilität bestehender Kapazitäten (EVA) Potential für neue Kapazität Strukturelle Angemessenheit der Ressourcen Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen evaluieren 	<ul style="list-style-type: none"> Operationelle Maßnahmen Bewertung aktueller Risiken, z.B. Gaskrise Risiken für die Angemessenheit der Ressourcen identifizieren Kritische Gasmengen abschätzen 	<ul style="list-style-type: none"> Fokus auf Österreich Zusätzliche ad-hoc Szenarien Kombinierte Szenarien mit Nachbarländern (z.B. DE)
INPUT DATEN	Pan-Europäisch, Stand Q1 2022	Pan-Europäisch, aktualisiert Q4 2022	Pan-Europäisch, aktualisiert für AT Q3 2022
DELIVERABLES	<ul style="list-style-type: none"> Mögliche Investments Auswirkungen von Klima- und Marktreformen Frühe Erkennung von Kapazitätsengpässen 	<ul style="list-style-type: none"> Versorgungssicherheit der EU Risiken klar darstellen EU-weite Zusammenarbeit fördern 	<ul style="list-style-type: none"> Nationale Versorgungssicherheit Interaktion mit nationalen Stakeholdern Öffentlichkeit informieren

APG Stresstest

Winter 22/23 – Energiewirtschaftliche Ausgangssituation



Reduktion der Gaslieferungen aus Russland

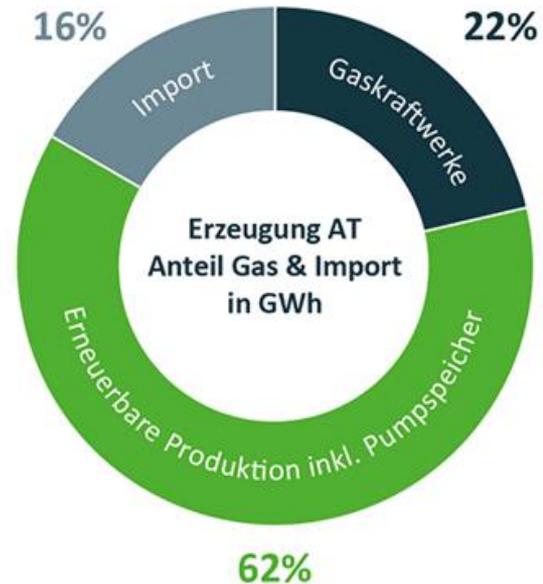


Nichtverfügbarkeit von AKWs in FR und FI



Probleme bei Kohlebevorratung in DE und PL

STROMVERSORGUNG ÖSTERREICH
Oktober 2021 bis März 2022



APG Stresstest

Grundannahmen



Reduzierte Kraftwerksleistung



Maximal verfügbare Leistung der Kernkraftwerke in **Frankreich** aufgrund von Revisionen (statt ~61 GW)

- 40 GW
- 45 GW

Reduktion der Leistung der Kernkraftwerke in **Finnland** um 1,6 GW aufgrund verspäteter Inbetriebnahmen von AKW Olkiluoto

Reduktion der Leistung der Steinkohlekraftwerke in **Deutschland** aufgrund der Niedrigwassersituation

- 2 GW
- 3 GW
- 3,75 GW

Laststeigerung



Steigerung der elektrischen Last in **Europa** aufgrund des Umstiegs von Gas auf Elektrizität (z.B. Heizung, Industrie...)

- + 5%
- + 10%

Exportlimit



Weiterhin keine Stromexporte aus **Polen** (=Status-quo, in allen Szenarien aktiv)

Verknappung Kohle & Gas



Limitierung der Kohleproduktion in **Polen** für **Stein- und Braunkohle**

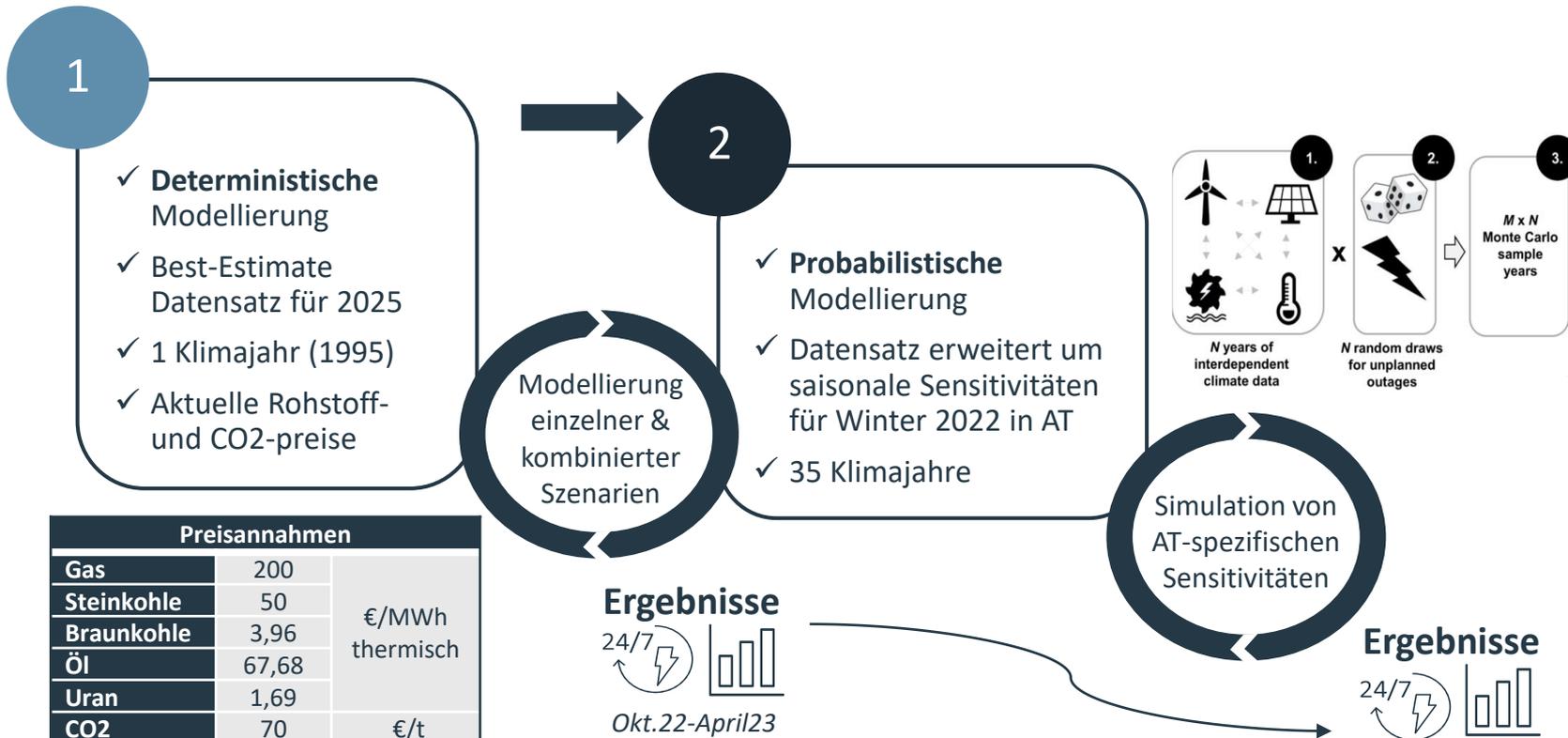
Länderscharfe Limitierung der benötigten Gasmengen in **Europa** auf

- 80%
- 60%

Fragestellung: Gibt es unter diesen Annahmen für den kommenden Winter ein Risiko der Lastunterdeckung für Österreich und Europa?

APG Stresstest

Methodisches Vorgehen

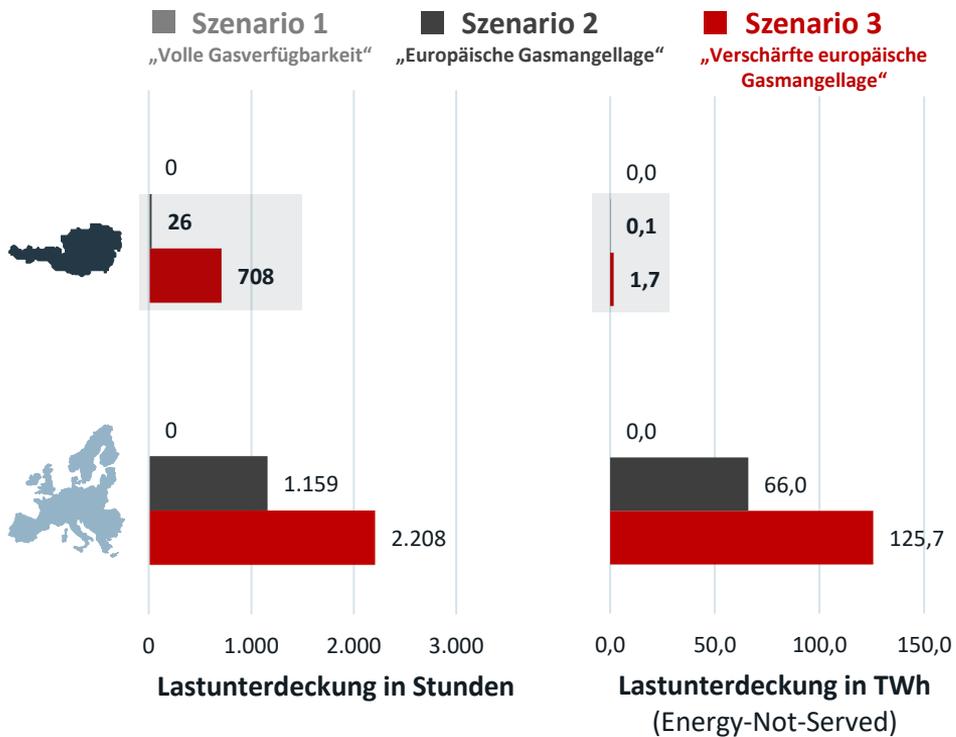


Preisannahmen		
Gas	200	€/MWh thermisch
Steinkohle	50	
Braunkohle	3,96	
Öl	67,68	
Uran	1,69	
CO ₂	70	€/t

APG Stresstest



1 Ergebnisse deterministische Modellierung



	Szenario 1 „Volle Gasverfügbarkeit“	Szenario 2 „Europäischer Gasmangel“	Szenario 3 „Verschärfter europäischer Gasmangel“
FR	max. 45 GW	max. 45 GW	max. 40 GW
DE	—	-2 GW	-3 GW
Referenzlast	Referenzlast	Last +5%	Last +5%
Gaslimit	kein Gaslimit	Gaslimit 80%	Gaslimit 60%

Szenario-übergreifende Annahmen

-1,6 GW

kein Export

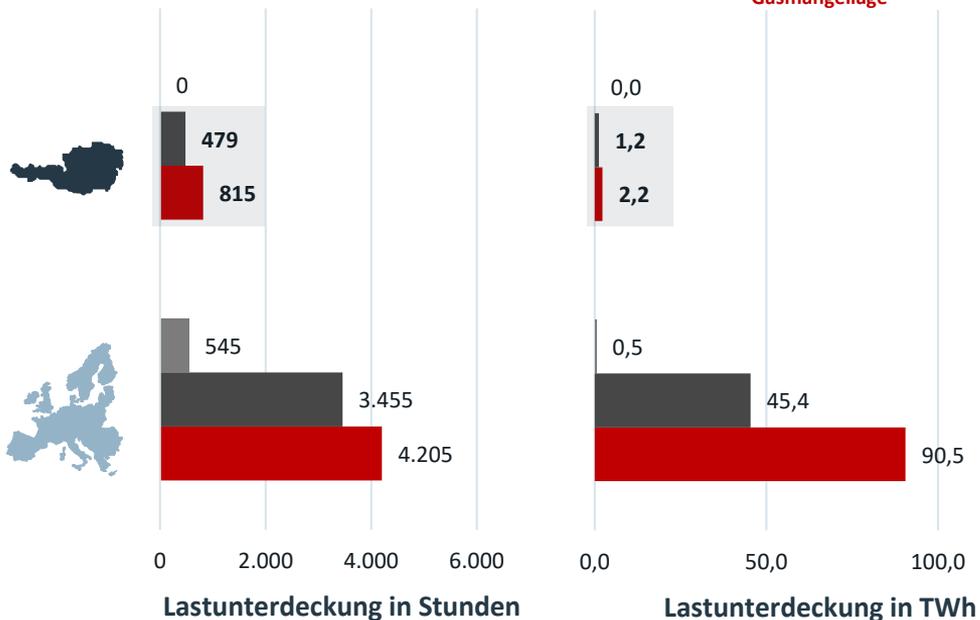
Kohlelimit

APG Stresstest



2 Ergebnisse probabilistische Modellierung

■ Szenario 1 „Volle Gasverfügbarkeit“
 ■ Szenario 2 „Europäische Gasmangellage“
 ■ Szenario 3 „Verschärfte europäische Gasmangellage“



	Szenario 1 „Volle Gasverfügbarkeit“	Szenario 2 „Europäische Gasmangellage“	Szenario 3 „Verschärfte europäische Gasmangellage“
	—	-2 GW	-3 GW
	Referenzlast	Last +5%	Last +5%
	kein Gaslimit	Gaslimit 80%	Gaslimit 60%

Szenario-übergreifende Annahmen

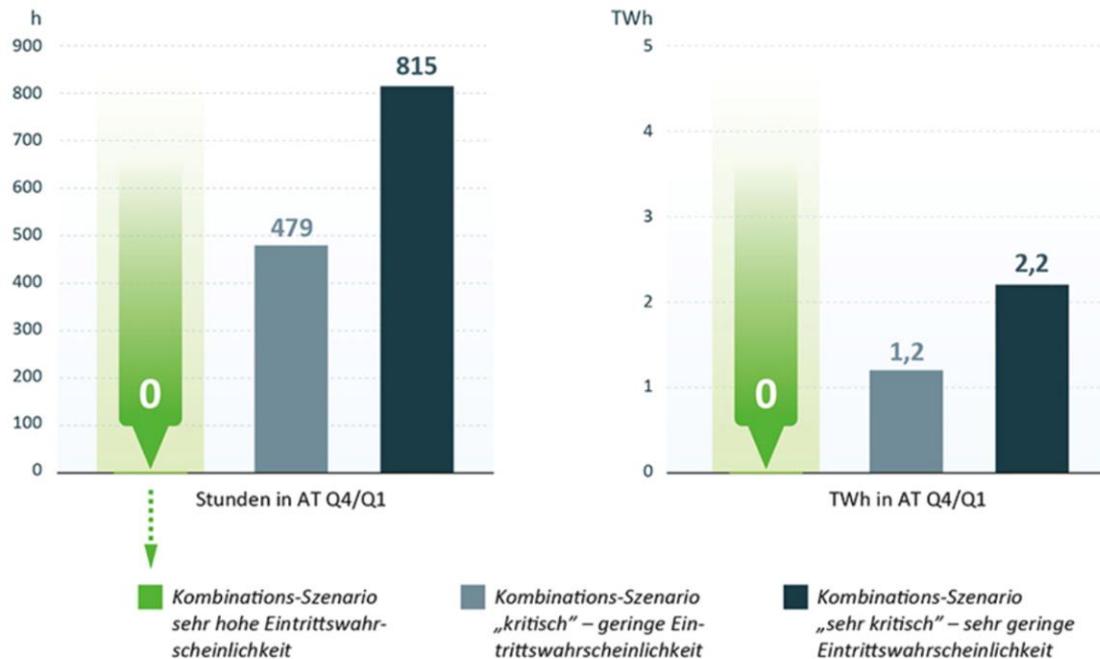
Ø 40 GW*

-1,6 GW

kein Export

Kohlelimit

LASTUNTERDECKUNG IN ÖSTERREICH

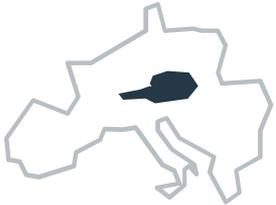


APG Stresstest

Schlussfolgerungen für Österreich



- **Im kombiniertem Szenario 1 („Volle Gasverfügbarkeit“)** zeigten sich in den Simulationen **keine unmittelbaren Auswirkungen** auf Österreich (sehr hohe Eintrittswahrscheinlichkeit).
- Im **Szenario 2 („Europäische Gasmangellage“)** bzw. **3 („Verschärfte europäische Gasmangellage“)** zeigten sich in den Simulationen auch für Österreich Einschränkungen (geringere Eintrittswahrscheinlichkeit).
- **Mittel und langfristig ist der sorgsame Umgang mit Strom bzw. Energie aus ökonomischen, ökologischen und Versorgungssicherheits-Gründen Gebot der Stunde.**
- Die Gefahr eines großflächigen **Blackouts** war aus Sicht der APG in diesem Zusammenhang **nicht gegeben**.





Alexander Haas
System Adequacy Team
USE – Systementwicklung
alexander.haas@apg.at

- **Modellierung II:** *Energiesystem der Zukunft* – Senger Katja
- **Versorgungssicherheit – Strom:** *TYNDP22 - Nachhaltiger Europäischer Netzausbau* – Haydn Thomas
- **Versorgungssicherheit – Strom:** *Netzreserve in Österreich* – Rump Thomas
- **Modellierung III:** *Zusammenarbeit in der Energiesystemmodellierung mittels VAMOS* – Friedrich Valentin



Backup



Diskurs Modellierung

Modelle sind immer nur die bestmögliche Abstraktion der Realität unter Berücksichtigung von Rechenlaufzeiten und Datenverfügbarkeit. Nennbare Vereinfachungen finden sich im Folgenden:

- Perfekter Markt (Grenzkostenangebote, kein strategisches Bidding)
- Perfekte Voraussicht (vollkommenes Wissen über RES Erzeugung, Last, Wasserverfügbarkeit, Kraftwerksausfällen)
- Kein Flow Based Market Coupling (Vereinfachte Abbildung über NTC Coupling)
- Angenommene Wetterjahre --> Unterschiedliche RES Erzeugung bzw. Gas-Mustrun Fahrpläne für Wärmeauskopplung
- Unterschiedliche KW-Wartungsfenster
- Keine länderscharfen Rohstoffpreise bzw. keine Abbildung von Langfristlieferverträgen
- Ungenaue installierte KW-Leistungen
- Keine Abbildung von (Pump-)speichererkaskaden (Wasserwege, Wasserlaufzeiten, Beckenzusammenhänge)
- Keine Kraftwerksportfoliooptimierung bzw. detaillierte Kraftwerkseinsatzoptimierung (Turbinenspezifika, optimale Einsatzmuster)
- Vereinfachte Start-/Stop Vorgänge von Kraftwerken bzw. minimale Betriebs-/Stillstandszeiten können berücksichtigt werden (bei Inkaufnahme von wesentlich längeren Rechenzeiten)
- Implizierte Demand Side Response wird nicht berücksichtigt (vertikale Lastkurve), Explizite Lastverschiebungen werden vom Modell berücksichtigt (=Stufen in der Lastkurve)

Annahmen für deterministischen Ansatz

- Da der deterministische Ansatz lediglich für die Einengung des Szenarioraumes herangezogen wurde, wurde hier ein vorhandener und breit abgestimmter Eingangsdatensatz für das Zieljahr 2025 verwendet. Sowohl die Kraftwerkskapazitäten als auch der Netzausbauzustand für den Zielzeitraum wurden aus APG-internen Studien wiederverwendet. Das Simulationsgebiet umfasst den gesamten europäischen Kontinent. Randeinspeisungen im Mittelmeerraum wurden berücksichtigt. Die Netzkapazitäten wurden als NTC-Restriktion für das Market Coupling abgebildet. Erzeugungszeitreihen der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Erneuerbaren wurden auf Basis der relevanten Wetterdaten (Wind, Solar, Wasser) des historischen Wetterjahres 1995 ermittelt. Ebenso wurden hydrologische Daten aus dem Jahr 1995 für Informationen zum Wasserspeicherstand herangezogen. Das Market Coupling wurde als lineares Optimierungsmodell aufgestellt (Anfahrtsverhalten sowie minimale Stillstands und Betriebszeiten wurden nur vereinfacht nachgebildet). Sofern Daten von einzelnen Ländern vorhanden waren, wurde explizites Demand-Side Management in Betracht gezogen. Dabei können gewisse Lastmengen zu bestimmten Preisen über bestimmte Zeiträume verschoben werden. Must-Run Zeitserien für die Abbildung von Fernwärme/KWK wurden (sofern es die Datenlage einzelner Länder zuließ) ebenfalls berücksichtigt.
- Um die generellen Aussagen der Untersuchungsstufe zu untermauern wurde ein erfolgreiches Backtesting des Modells durchgeführt. Bei einem Backtesting werden historische Jahre nachsimuliert und die realistische Wirkungsweise der Modells geprüft. Darüber hinaus konnten die Aussagen über ein zweites deterministisches Modell „gebenchmarkt“ werden, welches für das Basisszenario mit den gleichen Inputparametern ausgestattet wurde. Klarerweise können Modelle das reale Verhalten des Strommarkts nur zu einer gewissen Genauigkeit abstrahieren. Rahmenbedingungen wie optimaler Wettbewerb und perfekte Voraussicht sind generelle Einschränkungen deterministischer, fundamentaler Strommarktmodelle.
- Infolge der beschriebenen Sachverhalte ist es wichtig, die Ergebnisse aus der ersten Untersuchungsstufe als Erstabschätzung zu verstehen, welche als Abschätzung für eine geeignete Szenarienauswahl für die zweite Analysestufe dienen.

Annahmen für probabilistischen Ansatz

- Die im ersten Schritt identifizierten Szenarien wurden in ein bereits im europäischen Umfeld existierendes Modell zur Beurteilung der Lastdeckungssituation mit Fokus auf das Zieljahr 2025 eingepflegt. Zur Betrachtung des spezifischen Zeitraums Oktober bis März wurde das existierende Modell insofern adaptiert, um speziell dem Winterzeitraum erhöhte Aufmerksamkeit zu gewähren. Annahmen, welche zum Zeitpunkt der Modellerstellung aus europäischem Umfeld bereits bekannt waren (Reduktion der Kraftwerksverfügbarkeiten, Exportbeschränkung Polens sowie mögliche Laststeigerung) wurden entsprechend der Szenariendefinition eingebaut sowie der Kraftwerkspark und die Lastzeitreihen für Österreich entsprechend der Wintersaison 2022/23 adaptiert.
- Zur Berücksichtigung klimatischer Einflussgrößen auf volatile Erzeugungsstrukturen und temperaturabhängige Last, wurden 35 historische Klimajahre verwendet (1982 – 2016). Durch eine Kombination von ungeplanten Ausfällen thermischer Erzeugungseinheiten und Kuppelleitungen wurden 350 Monte Carlo Simulationen aufgestellt, welche im Anschluss durch statistische Auswertungsmethoden Lastdeckungsindikatoren liefern. Basis für eine Monte Carlo Simulation bildet ebenfalls - wie bei der deterministischen Betrachtung bereits beschrieben - ein NTC Market Coupling Modell, welches einem Optimierungsprinzip folgt, das für den Gesamttraum minimalste Unterdeckungsstunden bei minimalen Kosten definiert (Unit Commitment and Economic Dispatch model). Die für probabilistische Lastdeckungsanalysen bekannten Indikatoren *Loss of Load Expectation (LOLE) [h]* und *Expected Energy not Served (EENS) [TWh]* wurden für den Gesamttraum Europa (EU Mitglieder + ENTSO-E Perimeter außerhalb EU) sowie für Österreich für den Zeitraum Oktober bis März ausgewertet.
- Diese Ergebnisse dienen dazu, eine Einschätzung zu bekommen, ab welcher Kombination von Szenarien für Österreich ein Lastdeckungsproblem zu erwarten sein könnte. Die Ergebnisse dieser Simulation empfehlen ebenfalls, im aktuellen Winter Outlook Report 2022/23 eine Kombination von Szenarien zu berücksichtigen, da in realen Stresssituation meist eine Kombination mehrerer Ereignisse zu herausfordernden Situationen führen kann.